

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины 1700глубиной метров на нефтяном месторождении (красноярский край)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Акобиров Сохибхужа Аминхужаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

<p>разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>- Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>- Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>- Выбор буровой установки.</p> <p>- Борьба с интенсивным выносом песка</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель: Вершкова Елена Михайлова
Социальная ответственность	Ассистент : Немцова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Акобиров Сохибхужа Аминхужаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Акобирову Сохибхуже Аминхужаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

:

<ul style="list-style-type: none"> Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
<ul style="list-style-type: none"> Нормы и нормативы расходования ресурсов 	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
<ul style="list-style-type: none"> Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ul style="list-style-type: none"> Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
<ul style="list-style-type: none"> Планирование и формирование бюджета научных исследований 	Нормативная карта строительства скважины
<ul style="list-style-type: none"> Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Организационная структура управления организацией
- Линейный календарный график выполнения работ
- Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Акобиров Сохибхужа Аминхужа		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Акобирову Сохибхуже Аминхужаевичу

	ИШПР ТПУ		Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1700 метров на нефтяном месторождении (Томской области)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты).

1 Производственная безопасность

1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- превышение уровней шума,
- превышение уровня вибрации;
- тяжесть физического труда;
- повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;
- отклонение показателей климата в помещении,
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная запыленность воздуха рабочей зоны;
- утечки токсических и вредных

	<p>веществ в рабочую зону.</p> <ul style="list-style-type: none"> • превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; • расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); • электрический ток; • статическое электричество; • острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; • пожароопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС на объекте • выбор наиболее типичной ЧС: <ul style="list-style-type: none"> - пожар • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;

	<ul style="list-style-type: none"> • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Акобиров Сохибхужа Аминхужаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 странице, 11 рисунок, 59 таблица, 10 источников, 4 приложение.

Ключевые слова: давление, скважина, долото, дебет, бурение

Объектом исследования является месторождение Красноярским области.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 1700 метров месторождение, находящимся Красноярском области. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

В процессе исследования проводился анализ геолого-технического условия бурения вертикальной разведочной скважины

В результате исследования была спроектирована вертикальная разведочная скважина глубиной 1700 метров

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ влияния и подбор бурового раствора для проходки и дальнейшего вскрытия продуктивного пласта, сведя к минимуму риск осложнений во время бурения

Область применения: региональная направленность

Экономическая эффективность значимость работы: результаты дипломной работы могут быть использованы предприятиями нефтегазового комплекса Томской области

Оглавление

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	22
1.2 Зоны возможных осложнений.....	22
2 Проектирование конструкции скважины.....	24
2.1 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2. Проектирование конструкции скважины	25
2.3 Проектирование профиля скважины	28
2.4 Выбор пород разрушающего инструмента.....	28
2.5 Выбор типа калибратора	30
2.6 Проектирование режимов бурения	33
2.7 Расчет частоты вращения пород разрушающего инструмента.....	34
2.8 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	35
2.9 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	36
2.10 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	39
3 Гидравлические расчеты промывки скважины.....	43
3.1 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	46
3.2 Выбор гидравлической программы промывки скважины	48
3.3. Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	49
4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	51
4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	51
4.2 Расчет наружных избыточных давлений	52
3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	54
5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	55
5.1 Обоснование способа цементирования	55
5.2 Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности: ..	58
5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	59
6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	61
7 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	62
7.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	62
7.2 Проектирование пластоиспытателя	62
7.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования ...	63

7.4 Выбор буровой установки	65
8 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	74
8.1 Расчет технико-экономических показателей.....	77
8.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	78
9 Социальная ответственность	79
9.1 Производственная безопасность.....	79
9.2 Экологическая безопасность.....	81
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
Заключение	88
Список используемой источников.....	89
10 Расчет нормативного времени по операциям	91
10.1 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	92
10.2 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	94
10.3 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	94
10.4 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	95
10.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	97
10.6 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	97
10.7 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	97
10.8 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	101
10.9 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	101

Введение

В недрах Красноярской край сосредоточены разнообразные полезные ископаемые, составляющие ее ресурсный потенциал. Важнейшим энергетическим сырьем являются углеводороды, обеспечивающие наиболее высокий уровень пополнение бюджета и притока инвестиций. Красноярский край регионам России по добыче нефти газа. Актуальность данной работы заключается в поиске технологических решений для улучшения качества буровых работ в условиях интенсивного бурения, характерных для этого этапа развития нефтяной промышленности. Реализация этой цели достигается внедрением более современного оборудования, усовершенствования способа бурения, созданием и усовершенствование качества долот, совершенствованием и расширением ассортимента материалов и инструмента, используемых в бурении; автоматизацией и механизацией работ, повышением уровня производства буровых работ в результате включение автоматизированных систем управления.

Целью данной дипломной работы является проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 1700 метров на Красноярский области. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

Объект исследования – месторождение Красноярский области.

Предмет исследования – проектирование вертикальной разведочной скважины Красноярский области.

Данное курсовой проект включает в себя обоснование, выбор и расчет конструкции скважины, интервалы цементирования скважины глубиной 1700 м, и дебитом 150 м³/сут

В курсовом проекте были включены такие разделы как: геологическая, геофизическая часть, разрез данной скважины, условия для бурения и проводки скважины, возможные осложнения при бурении и эксплуатации скважины.

Технические решения выбору порода-разрушающего инструмента, керн отборного оборудования, винтовых забойных двигателей.

Технологические решения по строительству скважины, режимы бурения, частоты вращения, осевые нагрузки, расходы промывочной жидкости.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности в интервал
от (верх)	до (низ)	Название	индекс	
1	2	3	4	7
0	5	Четвертичные отложения	Q	1,15
		Нижний карбон		
5	25	Тушамская свита	C ₁ ts	1,15
		Кембрийская система		
		Верхний отдел		
25	67	Верхоленская свита	Є ₃ vl	1,3
		Средний отдел		
67	211	Литвинцевская свита	Є ₂ lt	1,1
		Нижний отдел		
211	578	Ангарская свита	Є ₁ an	1,15
320	409	Траппы		
578	695	Булайская свита	Є ₁ bl	1,05
		Бельская свита	Є ₁ b	
695	829	Верхнебельская подсвита	Є ₁ bs	1,3
829	1101	Средне-нижнебельская подсвита	Є ₁ bs1	1,1
1101	1434	Усольская свита	Є ₁ us	1,2
		Мотская		
1434	1565	Мотская верхняя подсвита	Є ₁ m	1,1
1565	1645	Мотская средняя подсвита	Є ₁ m	1,1
1625	1645	Преображенский горизонт	Є ₁ dp	1,1
1645	1680	Мотская нижняя подсвита	Є ₁ m	1,15
1662	1680	Верхнечонский горизонт	Є ₁ vy	1,15
1680	1700	Архей (кора выветривания + кристаллический фундамент)	Prz	1,05

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. п.)
	от	До	Название	%	
Q	0	5	супеси, суглин-ки, галечники		Супеси, суглинки, галечники.
C ₁ ts	5	25	алевролит песчаник		Алевролиты с прослоями песчаников, аргиллитов зеленовато-серых. Возможны траппы.

Є ₃ vl	25	67	алевролит с прослоями песчаника	Алевролиты, мергели, аргиллиты шоколадно-коричневые, зеленовато-серые с редкими прослоями песчаников зеленовато-серых, в подошве – доломиты глинистые с линзами гипсов розовых и белых.
Є ₂₋₁ lt	67	211	Доломит известняки	Верхнелитвинцевская подсвита сложена доломитами светлосерыми окремненными с подчинёнными прослоями известняков, брекчий, доломитов глинистых гипсов. Нижнелитвинцевская подсвита представлена известняками доломитизированными светло-серыми пятнистыми, доломиты серые в подошве запесоченные с прослоями гипсов, доломитов глинистых.
Є ₁ an	211	578	соль известняк доломит	По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю - доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Верхняя часть представлена доломитами, известняками темнокоричневато-серыми, разномзернистыми, мраморизованными с прослоями каменных солей, сульфато-карбонатных брекчий. Каменная соль белая, серая, крупно кристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито-доломитов среднепластинчатых. Траппы могут достигать 90 м. Нижняя часть представлена ангидритами, доломитами ангидритами пепельно-серыми с прослоями доломитов глинистых темносерых.
Є ₁ bl	578	695	Доломит	Доломиты серые, светло-коричневато-серые, мелкозернистые, тонко-мелкозернистые, среднеплитчатые плотные, участками глинистые, слабые ангидритизированные.
Є ₁ bs3	695	829	соль доломит	Представлены неравномерным чередованием пластов каменной соли с доломитами. Каменные соли прозрачные, розовые с прослоями доломитов, известняков темно-серых и сульфатно-карбонатные брекчии.
Є ₁ bs2+1	829	1101	известняк доломит	Верхняя часть представлена доломитами серыми, коричневато-серыми, средне- , мелкозернистыми с редкими прослоями известняков, доломитов ангидритов, доломитов глинистых. Нижняя часть свиты представлена известняками серыми, разномзернистыми с прослоями доломитов, доломитов ангидритами глинистыми, редко каменными солями. Ниже известняки серые, иногда доломитизированные с прослоями доломитов, доломитов глинистых, доломитов ангидритов, ангидритов голубовато-серых, серых.

Продолжение таблица 2

Є1us	1101	1434	соль доломит		Переслаивание каменной соли прозрачной, розовой, известняков, доломитов, доломито–ангидритов серых, темносерых. В нижней части свиты: доломиты, известняки доломитизированные серые, коричневато–серые, сгустково–комковатые засоленные глинистые. В подошве свиты: доломиты, известняки серые с прослоями каменной соли.
Є1mt3	1434	1565	Доломит		Доломиты темно-серые, мелкозернистые с прослоями доломитов глинистых, ангидритов. Доломиты серые мелко–среднезернистые, кавернозно–пористые, частично засоленные. Ниже тонкое переслаивание серых доломитов доломитов глинистых, доломито–ангидритов. В подошве доломиты серые.
Є1mt2	1565	1645	Доломит		В верхней части подсвиты: ритмичное переслаивание доломитов серых, доломитов-ангидритов и доломитов глинистых темносерых.
Є 1 ПР	1625	1645	Доломит	100	Преображенский горизонт 1625–1645 м представлен доломитами реликтово органогенными, коричневато–серыми, пористыми.
Є1mt1	1645	1662	алевролит аргиллит		Доломиты, аргиллиты темносерые временами не устойчивые.
Є1 ВЧ1+ ВЧ2	1662	1680	Песчаник	80-1	Песчаники кварцевые, реже полевошпатово–кварцевые серые, коричневато–серые с прослоями аргиллитов, алевролитов. Продуктивные пласты представлены пористыми песчаниками. Пласт ВЧ2 представлен полевошпатово–кварцевыми, кварцевыми, реже полимиктовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевро-литов и аргиллитов. Содержание песчаников в пласте меняется от 100 до 43%, Пласт ВЧ1 сложен преимущественно мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов. Содержание песчаников в пласте высокое – 80-100%.
Prz	1680	1700	гранито- гнейс		Граниты.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 3.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

В интервале 1680–1700 м залегают граниты, 320–409 м находятся траппы. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента.

Интервал 150–370 м характеризуется как интервал с возможным поглощением бурового раствора. С целью предупреждения поглощения промывочных жидкостей, рекомендуется, при вскрытии проницаемых пластов в интервале спуска кондуктора и поглощающих пластов отложений литвинцевской и ангарской свит, бурение осуществлять с применением буровых растворов с высокими кальматирующими свойствами.

После вскрытия зоны возможного поглощения бурового и тампонажного растворов провести исследования с целью определения интервалов залегания и параметров поглощающих пластов.

При бурении в интервале спуска эксплуатационной колонны провести подготовку ствола для последующего качественного цементирования (при наличии поглощений – ликвидировать зоны ухода бурового раствора).

При вскрытом продуктивном горизонте скорость спуска колонны бурильных труб в обсаженной части ствола не должна превышать 1,0 м/с, в необсаженной – не более 0,6-0,4 м/с.

Таблица 3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграфическое подразделение	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² (мд)	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы
	от	до										
Q	0	5	супеси, суглинки, галечники	2,4	11-20				10		I	Мягкая
C ₁ ts	5	25	алевролит песчаник	2,4	4-10				10-25		I, II	Мягкая
Є ₃ vl	25	67	Алевролит с прослоями песчаника	2,4	4-10				25-50		III	Средняя
Є ₂₋₁ lt	67	211	доломит известняки	2,4 – 2	5-10 15-20				50-100		IV	Средняя
Є ₁ an	211	578	доломит со траппы известняк	2,6	5-10-15-10				100-150 10-20 600-700 100-150		V II XI	Твердая Мягкая Крепкая
Є ₁ bl	578	695	Доломит	2,6	5-10				200-300		VII	Крепкая
Є ₁ bs ₃	695	829	соль долом	2,6	5-10				10-20 10 150		II II	Средняя Средняя
Є ₁ bs ₂ +	829	1101	известняк доломит	2,6	5-10				200-300		VII	Крепкая
Є ₁ us	1101	1434	соль долом	2,6	5-10				10-20 15 200		II VI	Средняя Крепкая
Є ₁ us (осинск)			доломиты, известняки	2,6	11-16,7	0,1-34			400-500		IX	Крепкая
Є ₁ mt ₃	1434	1565	Доломит	2,83	5-10				400-500		X	Крепкая

Таблица 4.

Є ₁ mt ₂	1565	1645	Доломит	2,8	5-10				400-500		XI	Крепкая
Є ₁ ПР	1625	1645	Доломиты	2,8	8-19,	2-8 по г			400-500		XII	Крепкая
Є ₁ mt ₁	1645	1680	алевролит аргиллит	2,8	8,2	0			400-500		XII	Крепкая
Є ₁ ВЧ ₁ +ВЧ ₂	1662	1680	Песчаник	2,7	18-22	368,4*			400-500		XI	Крепкая
				2,6	18-23	87,57						
Prz	1680	1700	гранито- гнейсы	2,6	-				600-700		XI	Очень крепкая

Таблица 5- Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс страти- графическог подразделен	Интервал, м		Градиент давления											Температура		
			Пластового		Порового		гидроразрыва пород		Горного		°С источник ник полу- чения					
			кгс/см ² на м	источни получе- ния			кгс/см ² на м	источни получе- ния			кгс/см ² на м	источни получе- ния				
	Верх	Низ			от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
Q	0	5	-	0,073	ПГФ	-	0,07	ПГФ	0,18	0,18	РФЗ		0,23	РФЗ		
C _{1ts}	5	25	0,085	0,085	ПГФ	0,085	0,08	ПГФ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	- // -		
Є _{3vl}	25	67	0,085	0,085	ПГФ	0,073	0,08	ПГФ	0,17	0,17	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
Є _{2-1lt}	67	150	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
	150	211	0,060	0,060	ПГФ	0,060	0,06	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,25	0,25	- // -		
Є _{1an}	211	370	0,060	0,060	ПГФ	0,060	0,06	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
	370	578	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є _{1bl}	578	695	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,20	0,20	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є _{1bs₃}	695	829	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є _{1bs2+1}	829	1101	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є _{1us}	1101	1434	0,106	0,106	ПГФ	0,106	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
Є _{1mt₃}	1434	1565	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		

ϵ_{1mt_2}	1565	1625	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,19	0,19	РФЗ	0,26	0,26	- // -		
$e_1 \text{ ПП}$	1625	1645	0,096	0,096	ПГФ	0,096	0,09	ПГФ	0,17	0,17	РФЗ	0,28	0,28	ПГФ	13,5	ПГФ
ϵ_{1mt_1}	1645	1662	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,17	0,17	РФЗ	0,27	0,27	ПГФ	16,5	ПГФ
$e_{1B\psi_1+B\psi_2}$	1662	1680	0,094	0,094	ПГФ	0,094	0,09	ПГФ	0,17	0,17	РФЗ	0,26	0,26	ПГФ	16,5 18,5	ПГФ
Prz	1680	1700	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,10	ПГФ	0,17	0,17	РФЗ	0,26	0,26	ПГФ		ПГФ

1.1 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
Є ₁ mt ₂ (Преображенский)	1625	1645	Трещено-поровый.	779	5-20	76,4-85	—
Є ₁ mt ₁ (Верхнечонский Вч ₁)	1662	1680	Трещено-поровый.	779	100-150	75-95	-
Водоносность							
Q-Є ₃ vl	0	67	Поров.	1000	72-240	—	Да. Гидрокарбонатные кальциевые слабоминерализованные, pH = 6,2-7,4

1.2 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 7. Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 150–370 м и возможны

высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 0-90 м прогнозируется высокая вероятность сужения ствола поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума и прорабатывать интервал.

В интервале 1645-1662 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

Таблица 7 – Возможные осложнения по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – ϵ_{1an}	150	370	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 0,5-0,7 м ³ /ч до полного, потери циркуляции – да. Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1. Линзовидная трещиноватость.
ϵ_{1mt_1}	1645	1662	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
ϵ_{1us}	1366	1408	Нефтегазопроявление	Перелив, газопроявление. Ожидаемое давление 15,0 Мпа
ϵ_{1mt_2}	1625	1645	Нефтегазопроявление	Перелив, в виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,5 Мпа
ϵ_{1mt_1}	1662	1680	Нефтегазопроявление	Нефть, газопроявления, пленки нефти, насыщение раствора газом, выброс газа. Ожидаемое давление 15,8 Мпа

Q-1lit	0	90	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
Є1mt1	1645	1662	Прихватопасность	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.

2 Проектирование конструкции скважины

2.1 Выбор интервалов цементирования

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-15	Направление	Роторный
15-950	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
950-1700	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.2. Проектирование конструкции скважины

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыв пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

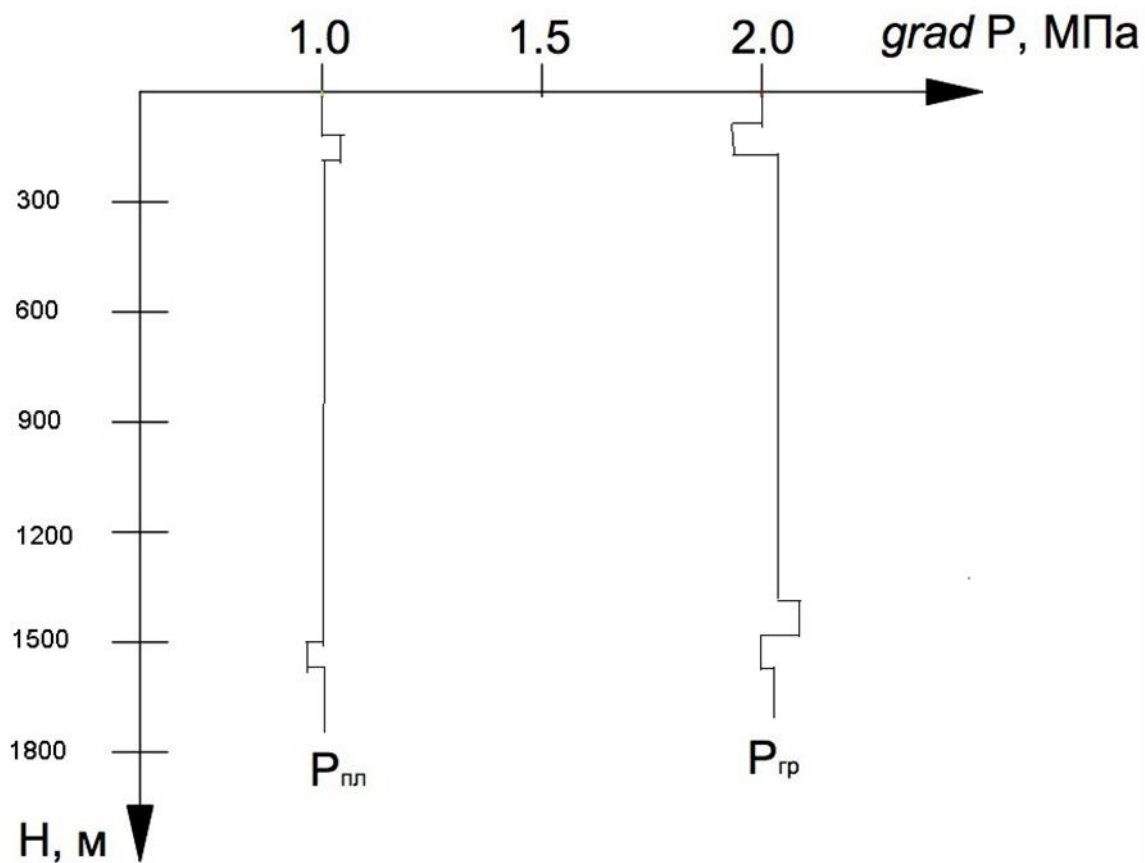


Рисунок 1 - Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

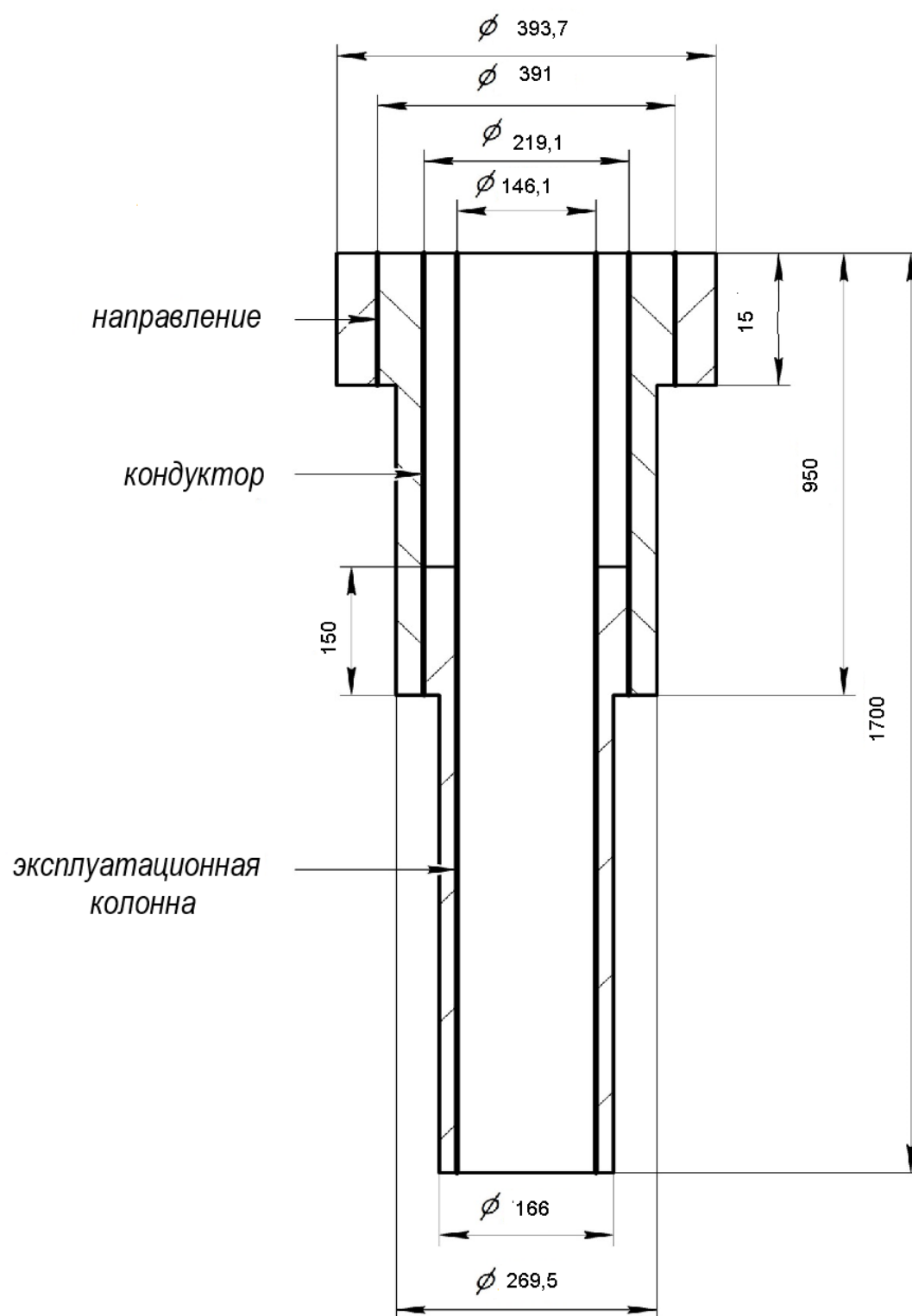


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	От	До		
Направление	0	15	0	15	391	393.7
Кондуктор	0	950	0	950	244.5	273.1
Эксплуатационная колонна	0	1700	600	1700	146.1	186

2.3 Проектирование профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.4 Выбор пород разрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервалов бурения под направление-кондуктори PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-15	15-950	950-1700
Шифр долота		393,7 М-ГВУ-R277	269,9 FD 255S-A196	190.5 СТ-ГН-R-21
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393.7,	269,9	190.5
Тип горных пород		М	С, Т	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-152
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		320	65	63,5
G, тс	Рекомендуемая	9	21	0,9
	Предельная	31	38	13
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-350
	Предельная	600	300	350

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393.7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 273.1 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 186,0 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с РС, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.5 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0-15м шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 15-950м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 950-1700м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

Таблица 11 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-15	15-950	950-1700
Шифр калибратора		Без калибратора	K269.9- H152/M152	KC190,5CT- H152/M152
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	Со спиральными лопостями
Диаметр калибратора, мм		-	269.9	186,0
Тип горных пород		-	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	3-147	3-171
	API	-	-	-

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 1612-1680м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна.

Интервал отбора керна 1612-1680м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения двух планируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDCвооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных

стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 12– Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
СВ913МН	215,9	100	3-171	33

Таблица 13 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-203/100 «Недра»	203	14 (2)	100	14835	3-171	3-189	2300

Таблица 14 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1612-1680	УКР-203/100 «Недра»	2-5	60-120	18-25

2.6 Проектирование режимов бурения

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 15 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-15	15-950	950-1700
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	820	2052
$D_d, \text{см}$	39.37	21.91	16.6
η	1	1	1

δ , см	1,5	1,5	1.5
q, кН/мм	0,1	0,2	0,1
G _{пред} , кН	130	130	100
Результаты проектирования			
G ₁ , кН	118	39.3	104
G ₂ , кН	96.8	43	104
G ₃ , кН	242	166	80
G _{проект} , кН	230-250	280-300	90-110

2.7 Расчет частоты вращения пород разрушающего инструмента

Проектирование частоты вращения пород разрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Проектирование частоты вращения пород разрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-15	15-950	950-1700
Исходные данные				
V _л , м/с		3,4	2,0	2,0
D _д	м	0,3937	0,2699	0,1905
	мм	3937	269.9	190,5
τ , мс		6	7	-
z		34	30	-
α		0.1	0,1	0.1
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		146	174	80
n ₂ , об/мин		82	14	19

n_3 , об/мин	130	78	64
$n_{\text{проект}}$, об/мин	130-150	100-120	160-180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.8 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 17 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-15	15-950	950-1700
Исходные данные				
D_d	м	0.3937	0.2699	0.1905
	мм	393.7	269.9	190.5
G_{oc} , кН		118	96	24
Q , Н*м/кН		1.5	1.5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	194.7	147.5
M_p , Н*м		196	109	83
M_o , Н*м		196	109	83
$M_{уд}$, Н*м/кН		47	26	20

Для интервала бурения 950-1700м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.9/10.42, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород.

Таблица 19 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-178М.9/5.42	950-1700	190.5	2210	1337	25-35	84-168	13,0	172

2.9 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-15	15-950	950-1700
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2699	0,1905
K	0,5	0,5	0,5
K_k	1,15	1,1	1,15
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,0112	0,075	0,0042
$d_{бг}$, м	0,1397	0,1397	0,1397
$d_{мах}$, м	0,1841	0,1905	0,1778
$d_{нмах}$, м	0,0889	0,0762	0,0953
n	3	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,15	1,08
ρ_p , г/см ³	2,22	2,45	2,57
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	60	15	10
Q_2 , л/с	103	17	6
Q_3 , л/с	253	78	14
Q_4 , л/с	88	56	12

Q_5 , л/с	45	32	13
Q_6 , л/с	-	-	25-35

Таблица 21 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-15	15--950	950-1700
Исходные данные			
Q_1 , л/с	131	61	19
Q_2 , л/с	177	82	18
Q_3 , л/с	347	168	46
Q_4 , л/с	139	71	20
Q_5 , л/с	110	94	52
Q_6 , л/с	-	-	25-35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	180-240	90-160	25
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	190	120	25
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	-	25-35
ρ_1 , кг/м ³	-	-	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	-	1080
$M_{тм}$, Н*м	-	-	15500
$M_{тб}$, Н*м	-	-	2880

1. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 190л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

2. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 120л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, пород разрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 25л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.10 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 22-25.

Таблица 22 – КНБК для бурения секции под направления (0-15м).

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-15м)							
1	Долото 393.7 С-Г	0,43	393,7	-			0.18
					3-171	Ниппель	

2	УБТ УБТС1-197 Д	12	197	90	3-171	Ниппель	0,188
					3-171	Муфта	
					3-147	Муфта	
3	БТ ПК 127х9	2,57	127	-	3-147	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	

Таблица 23 – КНБК для бурения секции под кондуктор (15-950м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (15-950м)							
1	Долото 269,9 FD 25	0,4	269,9	-			0,072
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор КС 215	0,44	146	78	3-152	Муфта	0,049
					3-152	Ниппель	
3	Двигатель ДГР-210	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,825
					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ178х90	36	178	90	3-171	Ниппель	0,145
					3-147	Муфта	
					3-133	Муфта	
8	БТ ПК 127х9	До устья	127	107	3-133	Ниппель	0,032
					3-133	Муфта	

Таблица 24 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-1700 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (950-1700м)							
1	Долото 190.5 СТ-ГН-R-21	0,3	190,5	-			0,028
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор КС 190,5 СТ-1	0,44	146	78	3-117	Ниппель	0.046
					3-133	Муфта	
3	Двигатель РШЗ-240	3,9	172	-	3-133	Ниппель	1,2
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,51	146	72	3-147	Ниппель	1,12
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ146	60	146	75	3-147	Ниппель	0.096
					3-147	Муфта	
	Переводник П 3-147/133	5,2	146	95	3-147	Ниппель	8,13
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
8	БТ ПК 127х9 Д	До устья	127	-	3-133	Ниппель	0.031
					3-133	Муфта	

Таблица 25 – КНБК для отбора керна (1645-1680м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (1645-1680м)							
1	Долото 190.5 СТ-ГН-R-21	0,30	190,5	-			0.031
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-146/100 Кембрии 146 (52) мм	14,3	146	52	3-161	Ниппель	2.31
					3-133	Муфта	
3	Переводник П 3-133/147	5,2	146	89	3-133	Ниппель	2,41
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ146	12	146	75	3-147	Ниппель	4,74
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	5,2	146	95	3-147	Ниппель	4.84
					3-133	Муфта	
6	УБТ УБТ146)	1607,7	127	-	3-133	Ниппель	15,24
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	89,84
					3-133	Муфта	

3 Гидравлические расчеты промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 26-28.

Таблица 26 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	15	БУРЕНИЕ	0,43	0,050	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	6.03	101.5	446.9/3.22
Под кондуктор									
15	950	БУРЕНИЕ	0,53	0,061	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	109,00	4,26
Под эксплуатационную колонну									
950	1700	БУРЕНИЕ	0,53	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	8	97,40	3,68
Отбор керна									

1645	1680	Отбор керна	1	0,044	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	7	83,30	1,76
------	------	-------------	---	-------	--------------	---	---	-------	------

Таблица 27 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м	Вид технологической операции		Тип	Количество	Режим работы бурового насоса							Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм		Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)											
0	15	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	220,5	1	125	30,60	61,20	
15	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	220,5	1	85	20,81	41,62	
950	1700	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	220,5	1	100	24,48	24,48	
1645	1680	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	160	198,5	1	125	16	16	

Таблица 28 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	5	БУРЕНИЕ	3,6	78,0	0	7,1	0,1	10
5	50	БУРЕНИЕ	94,3	79,9	67,4	13,9	2,0	10
50	700	БУРЕНИЕ	382,6	62,8	41,9	29,8	24,2	6,8
645	680	Отбор керна	378,0	45,9	0	29,3	22,8	3,0

3.1 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- Интервал бурения 0-15м под направления - бентонитовый буровой раствор.
- Интервал бурения 15-950м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

Интервал бурения 950-1700м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор..

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 26. В таблице 27 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 26 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водо-отдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	15	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	15	950	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	950	1700	1,06	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5

Таблица 27 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	До	
Бентонитовый	0	15	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода
Полимерглинистый	15	950	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	950	1700	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении В.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.

3.2 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 28-30

Таблица 28 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наимен- ьяя скорост ь восходя щего потока в от- крытом стволе, м/с	Удель ный расход , л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромонит орные насадки		Скоро сть истече ния, м/с	Мощност ь срабаты ваемая на долоте, л.с./дм2
от (вех)	до (низ)					Кол -во	Диаме тр		
Под направление									
0	15	БУРЕНИЕ	0.59	0,068	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	3	18	86,00	3,15
Под кондуктор									
15	950	БУРЕНИЕ	1,14	0,112	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	5	12,7	81,90	4,47
Под эксплуатационную колонну									
950	1700	БУРЕНИЕ	1,03	0,094	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	8	8	50,10	1,32
Отбор керна									
1612	1680	Отбор керна	0.92	0.084	ПЕРИФЕРИ ЙНАЯ	8	8	44,60	0,93

Таблица 29 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	15	БУРЕНИЕ	82,4	52,4	0	19,8	0,3	0,3
15	950	БУРЕНИЕ	156,1	45,6	58,7	38,2	3,7	3,7
950	1700	БУРЕНИЕ	221,5	16	51,8	132,7	16,5	16,5
1612	1680	Отбор керна	135,8	12,7	0	104,0	15,7	15,7

Таблица 30 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндров втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	15	БУРЕНИЕ	УН БТ-950	2	100	170	214	1	100	32,80	65,60
15	950	БУРЕНИЕ	УН БТ-950	2	100	160	245	1	90	25,92	51,64
950	1700	БУРЕНИЕ	УН БТ-950	1	100	140	326	1	90	20,16	20,16
1612	1700	Отбор керна	УН БТ-950	1	100	140	326	1	80	17,92	17,92

3.3. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 1612-1680м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Интервал отбора керна 1612-1680м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах. После отбора керна произвести калибровку ствола скважины т.к. диаметр бурголовки меньше диаметра долота.

Таблица 31 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ212,7/100 СВ109МН	212,7	100	Муфта 3-161	24

Таблица 32 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернаборного снаряда

Кернаприемное устройство	Наружный диаметр	Максимальная длина керна за	Диаметр керна, мм	Длина кернаприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верхняя	нижняя	

	корпус а, мм	1 рейс, м (кол-во секций)					
УКР-138/67 Недра	138	13,7	67	15943	3-121	3-133	1480

Таблица 33 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1612-1680	УКР-138/67 Недра	2-5	60-120	18-25

4. Проектирование процессов заканчивания скважин

4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_n = 778 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 1700 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 800 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 88 \text{ м}$, рассчитывается из условия поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{cm} = 10 \text{ м}$.

4.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v,$$

где P_n – наружное давление.

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2.

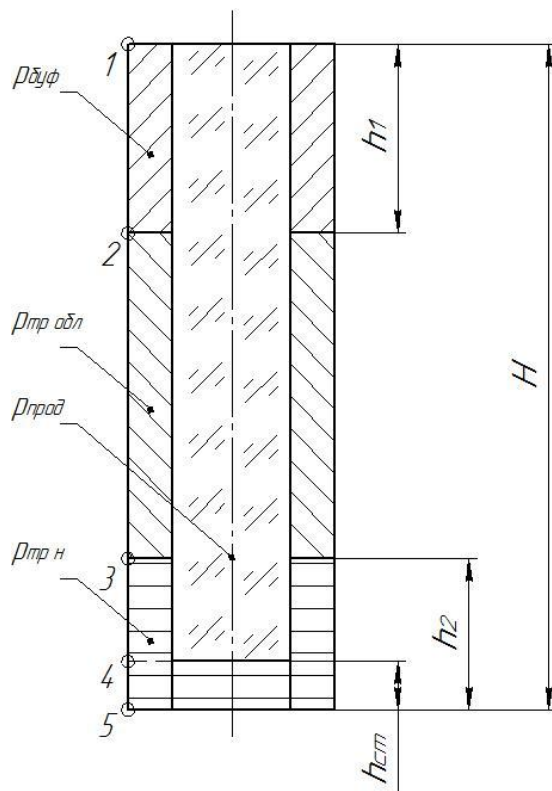


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

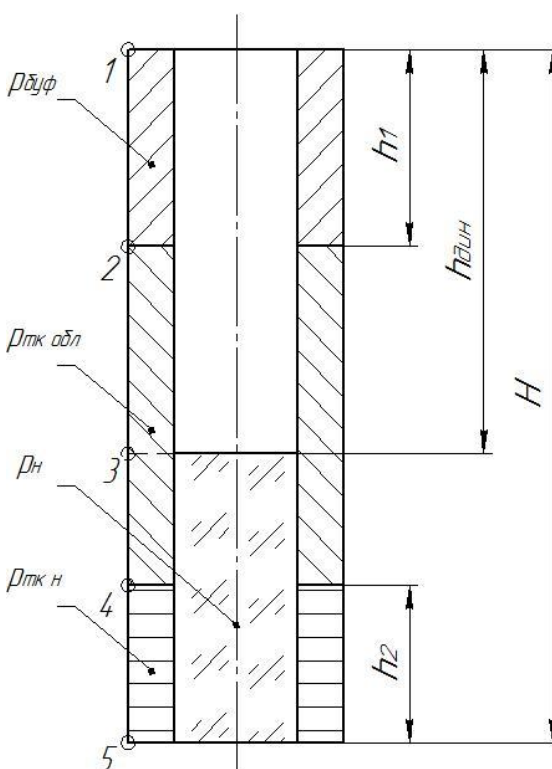


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 1 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 34 – Данные расчетанаружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	800	0,7	2	800	8,3974
3	1612	4,7	3	1133,3	12,076
4	1690	5,4	4	1612	14,081
5	1700	5,4	5	1700	14,709

Рисунок 4 - Эпюры внутренних избыточных давлений

3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения

категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	6,5	125	23	2882	39204	0-1700

5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

5.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1.1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 52$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (1.2)$$

$$P_{гд\ кп} = 1,97 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (1.3)$$

$$P_{гс\ кп} 12,9 = \text{МПа}.$$

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$14,87 \text{ МПа} \leq 15,62 \text{ МПа},$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.жс} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (2.1)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 550с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 13.5 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срез} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк\ вн\ l}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (2.2)$$

$$V_{тр} = 4,6 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{ТР.норм.}} = 0,58 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{\text{ТР.обл}} = 4,2 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{\text{прод}}(\text{м}^3)$, расчет выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн I}}^2 \cdot h_{\text{см}}] / 4, \quad (2.3)$$

$$V_{\text{прод}} = 23.43 \text{ м}^3.$$

3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (1612-800): 16,5-18 С.

- Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{ТРобл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:
тип цемента: **ПЦТ - III - Об (5) – 50.**

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 1$

- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 2700-2900.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух.обл}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (3.1)$$

$$G_{\text{сух.обл}} = 3,1 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (3.2)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 3,41 \text{ м}^3.$$

5.2 Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (1700-1612м): 20-50⁰С.

- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{ТРнорм}} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента:

тип цемента: **ПЦТ - П - 50.**

- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 1$

- Плотность сухого цемента, кг/м³: 3120.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 0,4 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³):

$$V_{\text{в.норм}} = 0,44 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 . (Расчет представлен в табл.37.)

Таблица 37 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. Жидкости	Объем жидк., м^3	Плотн. жидк., кг/м^3	Объем воды для пригот. жидк., м^3	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	2,7	1100	13,5	МБП-СМ	193.2 / 8	-	-
	10,8			МБП-МВ	165.6 / 8	-	-
Обл.тамп. р-р	4,02	1500	3,41	НТФ	8.75 / 1	ПЦТ-III- Об(4)-50	16.6 / 17
Тамп.р-р норм.плотн.	0,58	1900	0,44	НТФ	1.1 / 1	ПЦТ-II- 50	3.5 / 4

5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (4.1)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 12,656 \text{ МПа};$$

$$18 \text{ МПа} \geq 15,58 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 38).

Таблица 38- Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр штука, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
127	-	18	10	7	4,5	-	5,3	10,2	15,5	23,5

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сх}} / G_{\text{б}}, \quad (4.2)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ машины типа УС6-30Н(У)

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования (Рис.5).

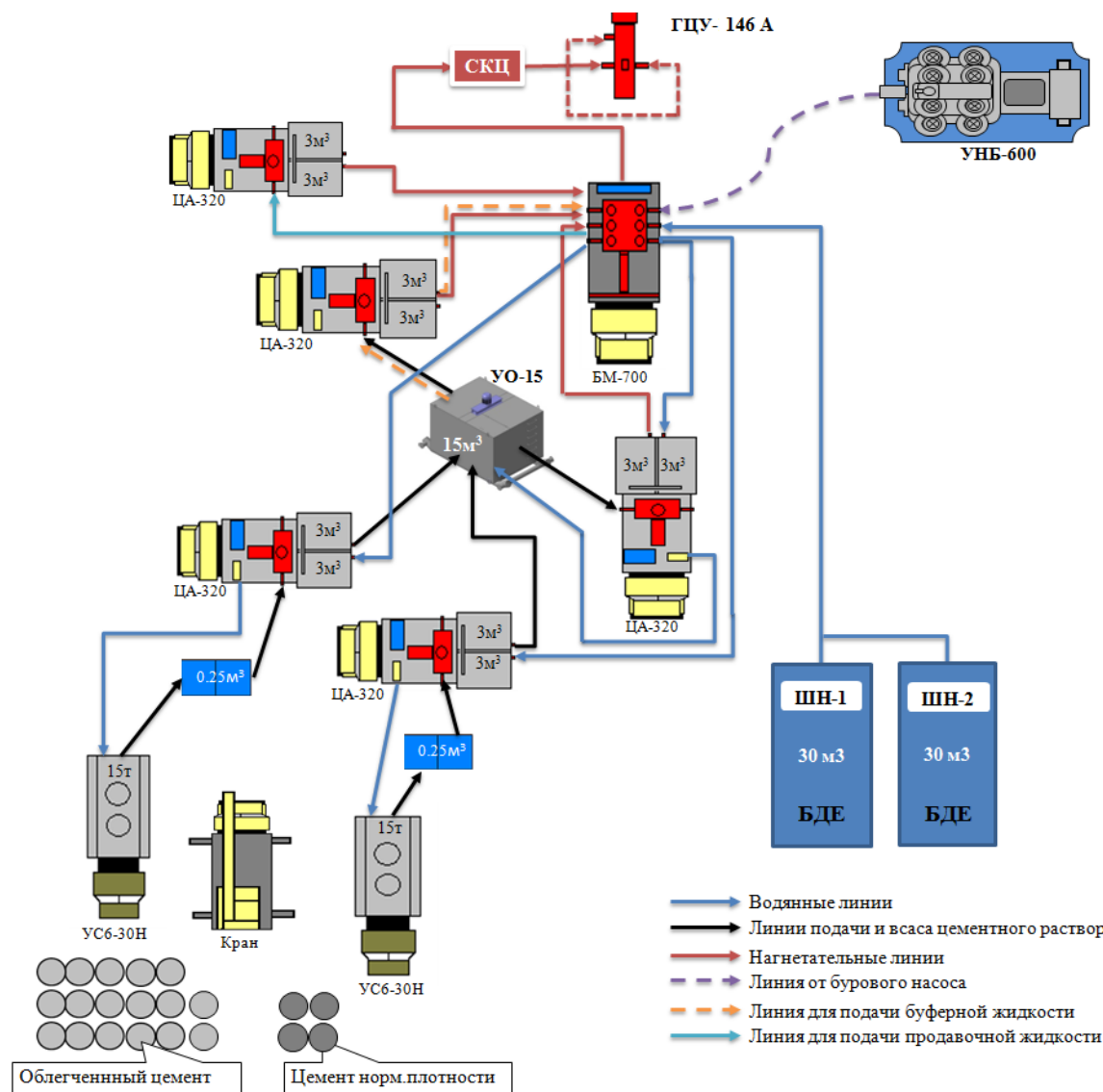


Рисунок 5 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиро- вочная головка
Направление, $D_{\text{усл}}=391\text{мм}$	БКМ-391ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{\text{усл}}=219\text{ мм}$	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц -219	ЦЦ-219/270 (15)	ГУЦ-219
Экспл.колонна, $D_{\text{усл}}=146\text{ мм}$	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОДМ- 146 ОТТМ	ПРП-Ц -146	ЦЦ-127/146 (53)	ГЦУ-146

7 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

7.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15м (гл.1625-1630м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения ПКО 89-АТ предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 150°C.

Таблица 41 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 89-АТ

Технические характеристики ПКО 89-АТ	
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/130
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

7.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины. Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 168 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Состав ИПГ-95У представлен на рисунке 8, технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПГ-95У представлены в таблице 19. Таблица 19

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Технические характеристики ИПГ-95У	
Наружный диаметр, мм	95
Диаметр проходного канала, мм	20
Объем тормозной камеры, см ³	600
Длина, мм	2263
Масса, кг	90
Максимальный перепад давления, МПа	35
Оптимальная сжим. нагрузка, кН	80-100
Рабочий ход, мм	150
Присоединительная резьба	3-76

7.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.
- **Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин**

КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 43.

Таблица 43 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21

Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 44.

Таблица 44 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	

Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

7.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

Q_{\max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

Введение

Одной из главных проблем в нефтегазодобывающей отрасли является вынос песка при эксплуатации скважин. Отрыв частиц горной породы от стенок перфорационного канала и от стенок скважин обуславливают высокие депрессии на пласт при вызове притока.

На месторождениях, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, приводят к разрушению призабойной зоны пласта и поступление на забой продуктов разрушения, осложнениям и повреждению оборудования, что, в свою очередь, ведет к снижению производительности скважины вплоть до ее полной остановки.

Причины нарушающие устойчивость призабойной зоны пласта

Механизм выноса песка очень сложный. Можно выделить две группы причин, способных нарушить стабильность призабойной зоны пласта и способствовать дальнейшему ее разрушению.

В первую группу входят факторы, вызванные особенностями геологического строения пластов и физико-химическими свойствами горных пород:

- глубина залегания пласта и пластовое давление;
- горизонтальная составляющая горного давления;
- степень сцементированности породы пласта, её уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние;
- характеристика пластового песка (угловатость, глинистость);
- внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Вторую группу составляют факторы:

- *Технологические*: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

- *Технические*: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.)

- Противопесочными фильтрами различной конструкции.

Применяют различные конструкции фильтров: блочного типа; с круглыми и щелевыми отверстиями, расположенными в вертикальных и горизонтальных плоскостях; с фильтрующей поверхностью из сеток.

Сетчатые системы фильтрации

Устанавливаются в скважинах, образованных на породах, в которых большое количество глинисто-песчаных отложений. Выполняются в сложной и многослойной форме. Ячейки на сетках должны быть не менее 0,12 мм² и не более 3 мм².

Основным материалом сетчатых фильтров для скважин служит нержавеющая сталь, она достаточно долговечная и обладает хорошими характеристиками. Главное преимущество сетчатых фильтров для воды – это

возможность их изготовления внутри колодца и быстрое извлечение, при необходимости чистки или ремонта.



Рисунок 6 - Сетчатые фильтры

К недостаткам можно отнести низкую производительность скважины из-за высокой сопротивляемости. К тому же, сетки для фильтров скважин быстро засоряются и закупориваются, особенно в водах, перенасыщенных железом и карбонатами, поэтому требуют скорой замены. Перед установкой сетчатой системы фильтрации необходимо проверить правильность бурения и обработки скважины.

Щелевые и дырчатые системы фильтрации скважин

Устанавливаются в случае неустойчивости грунта, при наличии угрозы обрушения пород, при высоком содержании каменистых пород (щебень, галька, гравий и пр.). Щелевые фильтры для скважин способны задерживать частицы размером до 10 мм (крупные фракции) и до 2 мм (песок). Идеально подходят для очищения артезианской воды в скважинах с нестабильным водным горизонтом и маленьким напором.



Рисунок 7 - Перфорированная труба с большим количеством мелких прорезей

Основой дырчатых и щелевых фильтров служит перфорированная труба с большим количеством мелких прорезей и отверстий. Для того чтобы конструкция выдерживала большие нагрузки, поступающие на перфорированную часть, нужно устанавливать пояса жесткости.

Главным недостатком таких фильтров является закупорка прорезей и отверстий частицами песка и довольно быстрое разрушение фильтрующей сетки в агрессивной среде. Очень большую роль в качестве и эксплуатационном сроке играет материал, из которого изготавливается данный фильтр, размер и количество отверстий на всей поверхности устройства.

Проволочные системы фильтрации

Используются, преимущественно, в артезианских скважинах или в расположенных на песчаных породах. Конструкция их проста: каркас, перфорированная основа, отстойник. Выглядит как часть трубы со щелями и отверстиями до 2 см., защищают воду от попадания в нее примесей еще до подступа в скважину.



Рисунок 8 - Проволочные фильтры.

Монтируются и чистятся довольно сложно, не подлежат замене, если обсадная и эксплуатационная колонны выполнены одной трубой. Проволочные фильтры обладают хорошим процентом скважинности – около 30%, имеют долгий срок эксплуатации. Показывают хорошие показатели в эффективности работы, стоят не слишком дорого.

Гравийные фильтры

Такое название носят насыпи гравием с поверхности скважины и на ее основании, которые могут выполняться в несколько слоев. Гравийный фильтр для скважины считается дополнительным методом фильтрации, применяются совместно с основным фильтрующим механизмом.

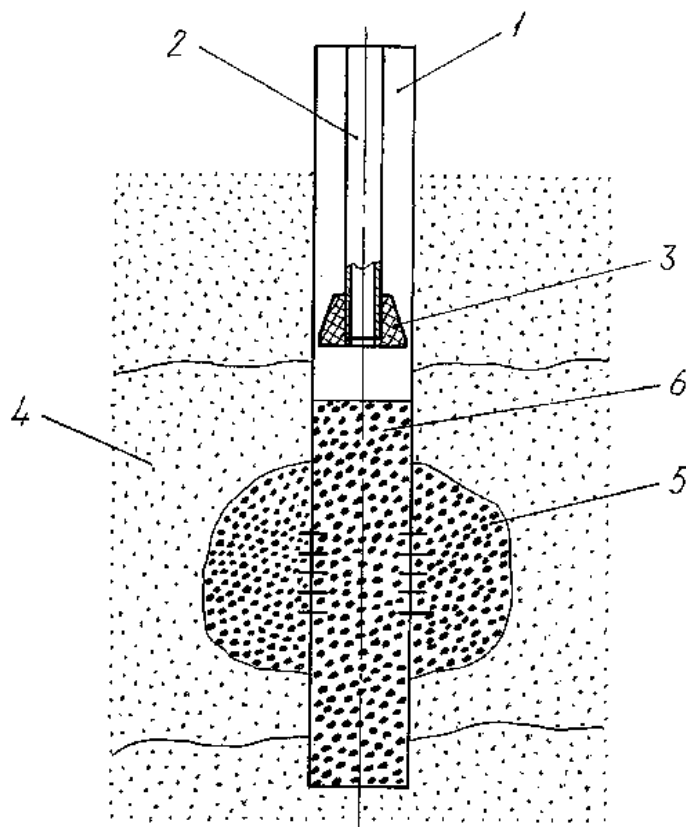


Рисунок 9 - Схема гравийного фильтра в скважине

Скважина должна быть, как минимум на 10 см больше диаметра самого фильтра. Гравий должен подбираться по размеру, так, чтобы его частицы были крупнее частиц породы в 8-10 раз. Толщина каждого слоя, взятого отдельно, не должна быть меньше 3 см на поверхности земли, и меньше 5 см на забое скважины.

Выводы

За последние годы в нефтепромысловой практике получил довольно широкое распространение метод борьбы с песком, заключающийся в закачке в пласт (в призабойную зону) грубозернистого песка или даже гравия в смеси с вязкой жидкостью.

Многочисленные мероприятия по борьбе с песком, применяемые в практике, носят сугубо профилактический характер, т.е. применяются, как правило, до ввода скважин в эксплуатацию и составляют неотъемлемую часть работ по закачиванию скважин. Под этим термином подразумевают все

операции по вызову притока жидкости с момента вскрытия продуктивного объекта.

Сюда входят: разбуривание продуктивного горизонта; спуск и цементирование эксплуатационной колонны; установка гравийного фильтра (или других фильтров для борьбы с песком); освоение скважины.

Осуществление различных профилактических методов борьбы с песком с самого начала ввода скважины в эксплуатации обеспечивает высокую эффективность этих методов.

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основные направления деятельности открытого акционерного общества «Востокгазпром».

ОАО «Востокгазпром» — дочерняя компания ОАО «Газпром» (Газпрому принадлежит 99,98 % её акций), создана 8 апреля 1999 года, расположена в Томске.

«Востокгазпром» — головная организация по реализации проектов Газпрома в области разведки, добычи, переработки и транспортировки газа в регионах Восточной Сибири, Дальнего Востока и оператора проектов Газпрома в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Компания обладает лицензиями на право пользования недрами семи лицензионных участков (Казанского, Останинского, Рыбального, Мыльджинского, Северо-Васюганского, Чкаловского и Сомовского), расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Традиционный для нефтяной отрасли гидроразрыв пласта «Востокгазпром» эффективно применяет на газовых скважинах, обеспечивая серьёзный прирост добычи. Хорошие результаты получены в результате бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола, которое можно сравнить с ювелирной операцией — проводка горизонтального ствола скважины осуществляется в пласте 2-х метровой толщины на глубине до 3

000 метров. При этом длина горизонтального ствола составляет до 700 метров.

По итогам 2017 года добыча газа составила более 3,775 млрд куб. м (из которых 1,151 млрд куб. м — попутный нефтяной газ), жидких углеводородов (нестабильного конденсата и нефти) — около 1 474 тыс. тонн.

Организационная структура управления предприятием

В ОАО «Востокгазпром» сформирована команда уникальных специалистов высокого уровня. Численность персонала около 2000 человек. Удельный вес работников с высшим и средним профессиональным образованием составляет 72%.

В структуру ОАО «Востокгазпром» входят следующие дочерние и зависимые общества:

- ОАО «Томскгазпром»
- ЗАО «Метанол»
- ООО «Газтранссервис»
- ООО «Томскнефтегазпереработка»
- ОАО «Новосибирскнефтегазпереработка»
- ООО «Восток-Инфра»

Руководство компании

Высшим органом управления Открытого акционерного общества «Газпром» является Общее собрание акционеров, которое проводится ежегодно. Проводимые помимо годового Общие собрания акционеров являются внеочередными. Правом голоса на Общем собрании акционеров обладают акционеры -- владельцы обыкновенных акций. Любой акционер лично или через своего представителя имеет право на участие в Общем собрании акционеров. Собрание является правомочным, если в нем приняли участие акционеры, обладающие в совокупности более чем половиной голосов.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются Общим собранием акционеров на срок до следующего годового Общего собрания акционеров.

Председатель Правления (единоличный исполнительный орган) и Правление (коллегиальный исполнительный орган) осуществляют руководство текущей деятельностью Общества. Они организуют выполнение решений Общего собрания акционеров и Совета директоров и подотчетны им.

8 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 46 - Исходные данные для расчета нормативной карты:

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	1700
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
-под кондуктор и эксплуатационную колонну	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 273,1 мм на глубину 15 м
- кондуктор	d 193,7 мм на глубину 950 м
- эксплуатационная	d 127 мм на глубину 1700 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-15м	65
- в интервале 15-950м	57
- в интервале 950-1700м	26
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм -56м d 178мм-48м

Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 15-950 м	ДР195
- в интервале 950-1700 м	ДР 127.4000.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-15 м	ТБВК 127х10
- в интервале 15-950 м	ТБВК 127х10
- в интервале 950-1700 м	ТБВК 114х9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-15 м	III 393,7 М-ГВУ-R277
- в интервале 15-950 м	III 269,9 FD 255S-A196
- в интервале 950-1700 м	III 190.5 СТ-ГН-R-21
- в интервале отбора керна 1612-1680 м	III 190.5 СЗ-ГНУ-R05M

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 47

Таблица 47 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	39516,0396
Крепление скважины	120663,47
Итого по главе 3	165451
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в	12844

эксплуатационной колонне	
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17648,34
Итого по главе 5	17648,34
1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	424232
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69574
Итого по главе 7	69574
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39504
Итого по главе 8	39504
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24532
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15466
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9599
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	267
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54758
Итого по главам 1-9	588068
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1176
Итого по главе 10	1176
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательные работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29693
Итого по главе 12	29693
Итого по сводному сметному расчету	623557

Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8 НДС 18%	127392695 22930685 150323380
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	

8.1 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 1700/80,82 = 21,03 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{cno}), \quad (5.10)$$

где T_{cno} - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 1700/(28,57 + 81,42) = 15,45 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (5.11)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 1700 \cdot 720 / 109,61 = 11166 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_∂ , м

$$h_\partial = H/n, \quad (5.12)$$

где n - количество долот.

$$h_\partial = 1700/1,03 = 1650 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - \Pi_n)/H, \quad (5.13)$$

где C_{cm} - сметная стоимость строительства скважины, руб;

Π_n - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (147524237 - 7918156)/1700 = 82121 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 48.

Таблица 48 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1700
Продолжительность бурения, сут.	9,25
Механическая скорость, м/ч	21.03
Рейсовая скорость, м/ч	15,45
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	11166
Проходка на долото, м	1650
Стоимость одного метра	82121

На рисунке 10 приведена организационная структура УБР.

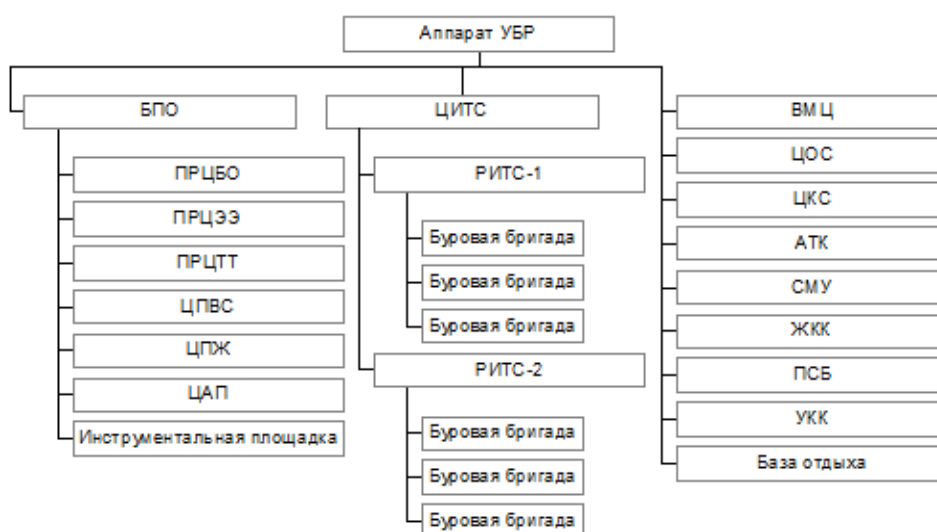


Рисунок 10 – Организационная структура УБР

8.2 Линейный календарный график выполнения работ.

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 49:

Таблица 49 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4

помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 50.

Таблица 50 Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

9 Социальная ответственность

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в Красноярском области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

9.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 51.

Таблица 51– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей климата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03
Работа непосредственно буровой площадке	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014
	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными,	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности	

	насекомыми, пресмыкающимися	инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	[13] ГОСТ12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]
--	--------------------------------	------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

9.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеводами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 52)

Таблица 52 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы	Сооружение специальных сливных

Земля и земельные ресурсы	химреагентами, маслами, сточными водами.	поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижение установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складахзащищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- не допускается загрязнение участка проведения работ;

- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;
- установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;
- ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение [51].

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС)—обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко

распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения .

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожар опасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Должностное лицо в свою очередь обязано:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство;
- направить работника для организации встречи подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- в случае угрозы жизни людей организовать их спасение;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- прекратить все работы в здании, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара до прибытия пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, участвующими в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражения электрическим током, отравления дымом, ожогов;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [39].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);

Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 1700м на нефтяном месторождении (Томская область), дебитом 150 м³/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в дипломной работе был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

Были получены следующие выводы:

1) Была спроектирована конструкция скважины. Глубины бурения интервалов под: направление – 15 м, кондуктор – 950 м, эксплуатационная колонна – 1700 м,

2) В каждом интервале бурения были обоснованы определенные типоразмеры долот.

3) В результате исследования, была получена компоновка бурильной колонны для наиболее опасного интервала бурения под эксплуатационную колонну;

4) Были разработаны мероприятия вскрытия области продуктивного пласта.

5) Были смоделированы процессы цементирования и расчеты под эксплуатационную колонну.

При строительстве скважины учитывались: нормы, стандарты, инструкции и правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Следовательно, данный проект отвечает техническим требованиям, предъявляемым к проектной документации такого тип

Список используемой источников

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- М: Недра, 1996.
2. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.
3. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.
4. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г. 640 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.
6. ОАО «Востокгазпром» [электронный ресурс] 2018, <http://vostokgazprom.gazprom.ru> (дата обращения 20.04.18).
7. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие/ Под ред. А.Г. Калинина.- М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 489 с.: ил.
8. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.- М: ООО «НедраБизнесцентр», 2001.- 679 с.
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 07-117-13. М., 2013г.

Приложение А

Потребное количество бурового раствора и химических реагентов

Таблица А.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-1700 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	15	15	349	-	1,3	2,71
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,79$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 20,41$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 27,35$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 10,2$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
15	950	935	269.9	273	1,25	42,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 5,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 28,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 89,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 129,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 10,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 119$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
950	1700	650	190.5	193	1,2	37,51
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 26,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 108,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 150,7$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 45,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 105,2$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					

1612	1680	68	166	-	1,2	44,41
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 91,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 90,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 90,55$

10 Расчет нормативного времени по операциям

1. Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 53.

Таблица 53 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	15	15	0,036	590
2	15	950	935	0,041	1670
3	950	1700	650	0,063	1390

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H,$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 15 \cdot 0,036 = 0,54 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
15	0,036	0.54
935	0,041	38,33
650	0,063	40,95
Итого		79.82

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П,$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 15 / 590 = 0,02$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 55.

Таблица 55 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
15	590	0,02
935	1670	0,55
650	1390	0.46
Итого на скважину		1,03

10.1 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;

- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = \Pi \cdot n_{сно},$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

Π – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 56.

Таблица 56 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-15	393,7	590	11	24	0-15	0,0121	0,18
Кондуктор	15-950	269,9	1670	12	32	15-100	0,0122	1,03
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46

						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0.0166	1.60
Итого								13,24
Эксплуатационная	950-1700	188,9	1390	12	32	900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30

Итого								28.57
--------------	--	--	--	--	--	--	--	--------------

10.2 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

10.3 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 3-4 ч,

кондуктора -10 ч, технической колонны - 18 ч. эксплуатационной колонны - 22 ч.

10.4 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 15 - 10 = 5 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (5.5)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 15/24 = 0,625 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,625 \cdot 2 + 5 = 6,25 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 950 - 10 = 940 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 940 - 29 = 911 \text{ м}$$

$$N = 911/24 = 37,9 \approx 40 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 40 \cdot 2 + 5 = 85 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1700 - 10 = 1690 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 1690 - 29 = 1661 \text{ м}$$

$$N = 1661/24 = 69,2 \approx 70 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 70 \cdot 2 + 5 = 145 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 6,25 + 85 + 145 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 434,25 \text{ мин} = 7,23 \text{ ч.}$$

10.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

10.6 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

10.7 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 189,362 часов или 7,89 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $189,36 \times 0,066 = 12,5 \text{ ч.}$

Общее нормативное время проводки скважины составляет $189,36 + 12,5 + 25 = 226,86 \text{ ч} = 9,45 \text{ суток}$

Таблица 57 - Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении Томской области

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 М-ГВУ-R277	590	0,02	0-15	15	0,036	0,54	0,18	0,72
Бурение под кондуктор	269,9 FD 255S-A196	1670	0,55	15-950	935	0,041	38,33	13,24	51,57
Бурение под эксплуатационную колонну	190.5 СТ-ГН-R-21	1390	0,46	950-1700	650	0,063	40,95	15,37	56,32
Всего			1,03		1700		79,82		109,61
-Направления									
-Кондуктор									3,0
-Эксплуатационная									15,5
									30

Продолжение таблицы 57

Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			16						0,27
- эксплуатационная			50						0,81
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление				0-15					1,84
-кондуктор				940-950					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									

									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									554,86

10.8 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

10.9 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k,$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p},$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 7.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблицах 58 и

Таблица 58– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	0,72	0.78	0,03
кондуктор	51,57	56.21	2,34
эксплуатационная колонна	56,32	61.39	2.6
Крепление:			
направление	3,0	3.27	0.13
кондуктор	15,5	16.9	0.70
эксплуатационная колонна	30,0	32.7	1.36
Итого	158.11	171.25	7,16

Таблица 59 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	Сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-		-		-	
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,03	9,6733	2,34	225,2497	2.6	239,0687
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,03	1,393	2,34	32,437	2.6	0
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,03	1,9369	2,34	45,1021	2.6	47,8691
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,03	0,5278	2,34	12,2902	2.6	13,0442

Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,03	17,700 2	2,34	412,1618	2.6	437,4478
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,03	1,9957	2,34	46,4713	2.6	49,3223
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,03	0,4865	2,34	11,3285	2.6	12,0235
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,03	92,19	2,34	2146,71	2.6	2278,41
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-		2,34		2.6	1476,192

Продолжение таблицы59

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,03	1,1284	-		-	
Содержание комплекта турбобура (до	246,62	4	986,48	-		2,34	603,6705	-	640,7055

15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут									
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	25,9245	-	37,8486	2.6	40,1706
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,03	1,6254	2,34		2.6	240,2797
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,03	9,7223	2,34	67,482	2.6	
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-		-	164,3692	-	174,4532
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,03	7,0588	2,34	14,507	2.6	15,397
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,03	0,623	2,34	55,2896	2.6	58,6816
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,03	2,3744	2,34		2.6	173,692
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,03		2,34	22,3147	2.6	

Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	10,1574	-	275,9427	-	292,8717
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,03	0,8952	2,34	0	2.6	25,8116
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,03		2,34		2.6	
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-

Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ГВУ-R277	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516TB	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B913HT	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04

Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
-------------------------	------	---	---	-----	-------	------	---------	------	---------

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб		54639,74							